9. MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES:

9.1 OTIMIZAÇÃO E MONITORAMENTO DA OPERAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores são máquinas estáticas que transferem energia elétrica de um circuito para outro, mantendo a mesma freqüência e, normalmente, variando valores de corrente e tensão. Esta transferência de energia é acompanhada de perdas que dependem basicamente da construção do transformador, do seu regime de funcionamento e da manutenção nele efetuada.

As principais perdas de energia em transformadores são as perdas no cobre e as perdas no ferro. As perdas no ferro são determinadas pelo fluxo estabelecido no circuito magnético e são praticamente constantes para cada transformador, estando ele operando com carga ou em vazio.

As perdas no cobre correspondem à dissipação de energia por efeito Joule, determinada pelas correntes que circular nos enrolamentos do primário e do secundário e dependem da carga elétrica alimentada pelo transformador, sendo proporcionais ao quadrado dessa carga.

Com relação às perdas no cobre, para se determinar o carregamento econômico de cada transformador devem ser considerados os parâmetros de construção, operação, tempo de utilização com carga e em vazio e o preço da eletricidade. Na prática, deve-se evitar o funcionamento dos transformadores com carga superior à potência nominal. O carregamento máximo deve situar-se em torno de 80%.

Para as perdas no ferro, deve-se avaliar o regime de operação em vazio de cada transformador, verificando-se a possibilidade de desligamento nos períodos onde eles não fornecem energia útil, evitando essas perdas. Essa avaliação deve levar em consideração as características construtivas de cada transformador e os custos de operação e manutenção envolvidos. Por exemplo, pode ser interessante dispor-se de um transformador de menor porte, exclusivo para a alimentação da iluminação, de modo que seja permitido mantê-la ligada para a execução dos serviços de limpeza e vigilância nos horários em que a empresa não estiver funcionando.

9.2 CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES QUANTO À INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES

ALTITUDE DE INSTALAÇÃO

Os transformadores são projetados conforme as normas da ABNT, para altitudes de até 1.000 m acima do nível do mar. Em altitudes superiores, o transformador terá sua capacidade reduzida, ou necessitará de um sistema de arrefecimento mais eficaz.

LIGAÇÕES

As ligações de transformador devem ser realizadas de acordo com o diagrama de ligações de sua placa de identificação. As ligações das buchas deverão ser apertadas adequadamente, cuidando para que nenhum esforço seja transmitido aos terminais, o que viria a ocasionar afrouxamento das ligações, mau contato e posteriormente vazamentos por sobreaquecimento no sistema de vedação. As terminações devem ser ser suficientemente flexíveis a fim de evitar esforços mecânicos causados pela expansão e contração, que poderão quebrar a porcelana dos isoladores.

ATERRAMENTO DO TANQUE

O tanque deverá ser efetiva e permanentemente aterrado através do seu conector de aterramento. Uma malha de terra permanente de baixa resistência é essencial para uma proteção adequada.

COMPONENTES DE PROTEÇÃO E MANOBRA

Os transformadores devem ser protegidos contra sobrecarga, curto-circuito e surtos de tensão. Normalmente, usam-se chaves flexíveis, disjuntores, seccionadores, pára-raios, etc. Devem ser instalados o mais próximo possível do transformador.

9.3 MANUTENÇÃO CORRETIVA DE TRANSFORMADORES

GENERALIDADES

A partir das informações das rotinas periódicas, a Manutenção propõe à operação e, em caso de dúvida, à Superintendência Geral, o procedimento que deve ser adotado para Manutenção Preventiva ou Corretiva.

Para alguns tipos de informações colhidas impõe-se uma atuação urgente, pois, no caso de demora, podem ocorrer avarias muito graves no transformador.

Em outros casos, a atuação de manutenção pode aguardar algum tempo. Será possível, neste caso, a programação detalhada das verificações e trabalhos de beneficiação a executar. A data de paragem pode ser programada de acordo com os interesses do planejamento e da operação.

A título de exemplo, vão ser indicadas algumas ocorrências típicas que levam a atuações urgentes ou programadas.

ATUAÇÕES DE EMERGÊNCIA

Certas ocorrências, verificadas pela manutenção nas visitas de rotina ou pelo próprio pessoal da operação, exigem desligamento imediato. Nos casos a seguir indicados não podem ser permitidas demoras no desligamento, qualquer que seja o estado de carga da rede ou os interesses imediatos da operação. É preciso que tenha havida negociação prévia e acordo entre manutenção e operação para que a atuação seja imediata, sem dúvidas e sem necessidade de consultas.

Eis algumas dessas situações:

1) Ruído Interno Anormal

Numa máquina estática, estes ruídos significam normalmente a ocorrência de arcos elétricos de partes em tensão para as partes metálicas ligadas à terra ou entre partes de tensão. Como exemplos, pode ocorrer um arco entre camadas numa bobina de A.T. ou uma disrupção entre uma conexão e o tanque, etc.

Numa fase inicial, um arco deste tipo, sendo um evento grave, pode manter-se localizado e correspondendo a danos limitados. A reparação pode ser parcial (refazer ou substituir uma bobina, refazer um isolamento, alterar uma distância, tratar o óleo) e demorar relativamente pouco tempo.

Porém, qualquer demora no desligamento do transformador pode significar uma extensão do defeito e conduzir a danos gravíssimos, com desligamento, evidentemente, das proteções de máxima e diferenciais. Nestes casos o defeito pode ir até o nível de destruição do transformador.

2) Vazamento forte de óleo

Também neste caso não é possível aguardar pois corre-se o risco de o nível baixar a valores inferiores ao mínimo admissível e de se estabelecerem disrupções do ar das partes superiores em tensão.

3) Dispositivo de pressão atuado

Neste caso o disparo pode ser automático. Não se deve tentar o religamento antes de se ter verificado e corrigido a causa da sobre-pressão. A causa é, normalmente, um arco interno que pode não ser audível.

4) Relé de gás atuado

O relé de gás tem habitualmente dois níveis de atuação: alarme e disparo.

A atuação do alarme corresponde a pequenas liberações de gás. É necessário verificar por testes simples, a natureza deste gás. Pode ser constituído por gases dissolvidos, vapores de compostos voláteis formados pelo aquecimento, pequenas bolhas devidas à decomposição por descargas corona, etc.

O gabinete de métodos deve indicar os testes a efetuar e os critérios em que a liberação é admissível. Se a natureza dos gases for indicativa de possível arco,

então, o transformador deve ser desligado o mais rapidamente possível mesmo que apenas tenhas ocorrido alarme.

Se houver atuação do flutuador e contatos de disparo do relé de gás, então o transformador, desligado por disparo do disjuntor, não pode ser novamente religado. É necessário investigar, por exame da parte ativa, qual foi a causa da ocorrência e proceder aos reparos necessários.

5) Quebra do diafragma da válvula de segurança (tubo de explosão)

A atuação é idêntica a do item 3.

6) Sobreaquecimento excessivo nos conectores, verificado por termovisão

Este aquecimento pode significar a iminência de um mau contato franco e de um arco com destruição do conector. Também nesta ocorrência não é possível aguardar que a anomalia degenere até o nível de destruição. O transformador tem que ser retirado de serviço.

7) Anomalias dos acessórios de proteção e medição

Neste grupo de anomalias, a listagem das que exigem desligamento deve basear-se nas particularidades do transformador e ser estabelecida pelo gabinete de métodos, de acordo com o fabricante.

DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS

Outras anomalias verificadas, apesar de não oferecerem riscos a curto prazo, devem exigir um desligamento do transformador no prazo mais curto possível, sem grande prejuízo das condições de exploração do sistema. Algumas dessas condições anormais são as seguintes:

1. Vazamentos de óleo pequenos ou moderados, não oferecendo o risco de abaixamento perigoso do nível.
2. Aquecimento pequeno nos conectores (indicado pelos critérios de termovisor).
3. Anormalidades no ensaio de óleo, isto é, valores nas tabelas (pg.26 - NBR-7037/1981) ou valores considerados anormais por comparação com medições anteriores.
4. Anomalias na atuação do comutador de derivação em carga. Bloquear a atuação do comutador, de acordo com a operação e aguardar para desligamento em ocasião mais propícia.

SECAGEM DA PARTE ATIVA DOS TRANSFORMADORES

Sempre que no ensaio de rigidez dielétrica e determinação do teor de água se verificam índices excessivos de umidade no óleo é necessário:

- Desidratar o óleo;
- Secar a parte ativa do transformador.

De fato a capacidade de absorção de água nos isolantes sólidos é muito alta, maior do que no óleo. No equilíbrio que se estabelece entre o óleo e os dielétricos sólidos, a quantidade de água retirada por absorção nos isolantes de papel e papelão atinge uma proporção ponderal superior.

Será útil proceder ao tratamento e secagens do óleo se a parte ativa contiver retida água nos isolantes. Ao fim de pouco tempo o óleo voltará quase ao mesmo estado de umidade anterior.

Os métodos a adotar para as secagens da parte ativa (núcleo, enrolamentos e conexões) dependem da dimensão do transformador e das facilidades disponíveis.

ENCHIMENTO COM ÓLEO

Antes de se iniciar o enchimento de um transformador, com óleo provindo do tanque de armazenamento é necessário circular o óleo pelo equipamento de tratamento e pelo tanque até se obterem para o óleo características iguais ou superiores às estabelecidas para o óleo novo.

Nos casos em que o tanque suporta vácuo, o enchimento deve ser feito com a pressão no interior do tanque reduzida até o valor de cerca de 2mmHg, durante a fase inicial. O tempo durante o qual é aplicado o vácuo deve ser suficiente para a secagem do transformador. Uma regra é aplicar o vácuo durante um tempo igual ao período durante o qual esteve aberto acrescida de mais 4 horas.

Antes de iniciar o enchimento, deve-se aterrar o tanque e os terminais e também as mangueiras, tubulações e todo o equipamento de tratamento e enchimento. Esta precaução destina-se a evitar cargas estáticas que possam produzir descargas e incendiar o óleo.

A temperatura do óleo deve estar entre 40^0 C e 60^0 C.

O enchimento deve ser efetuado pela parte inferior do transformador e deve ser realizado até que toda a parte ativa esteja coberta de óleo.

Durante a operação de enchimento deve ser verificado o valor da rigidez dielétrica do óleo de hora em hora. O vácuo deve ser verificado todos os 5 minutos. Os valores de rigidez dielétrica devem ser concordantes com os obtidos antes do início do enchimento e devem respeitar os limites indicados na tabela da NBR-7037/1981.

MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA DOS ENROLAMENTOS

Alguns ensaios dão indicações quanto ao estado interno do transformador. Um ensaio que é executado durante a recepção, mas que é necessário após reparação dos enrolamento ou após a ocorrência de arcos internos, com fins de diagnóstico, é o ensaio de medição da resistência dos enrolamentos.

Após manutenção, desequilíbrio na resistência das fases pode indicar erros no número de espiras, diferenças nas seções das barras ou até alterações na

qualidade do cobre eletrolítico usado. Depois da ocorrência de ruídos internos que levam à suspeita de arcos, a medição cuidadosa das resistências ôhmicas dos vários enrolamentos pode indicar se houve corte de condutores ou curto-circuito entre espiras de camadas antes mesmo da abertura do tanque.